

Литература

1. Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. № 2. С. 26 – 32.
2. Астафуров С.В., Шилько Е.В., Псахье С.Г. Изучение условий инициирования относительных смещений структурных элементов разломно-боковых сред при вибрационных воздействиях // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. № 2. С. 32 – 37.
3. Кочнева О.Е., Седунова А.П. Влияние геологической неоднородности коллекторов фаменско-турнейского пласта на процесс извлечения нефти Уньвинского месторождения // Вестник Пермского университета, 2013, Вып 2 (13) С. 87 – 93.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЛИМЕРНОГО ГЕЛЯ ДЛЯ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ И МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ

Нажису, Цао Яньцзюнь

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технология полимерного геля была достигнута хороших эффектов интенсификация добычи нефти в эксплуатационных испытаниях [1,2]. Однако для коллекторов с высокой температуры и высокой минерализацией пластовой воды, обычные системы химического заводнения имеют такие проблемы, как слабая солеустойчивость и температура устойчивости, серьезная деградация вытесняющего агента и слабый эффект управления профилями водой нагнетания [3-5]. Нефтяное месторождение Туха в Китае вступил в позднюю стадию разработки с высокой обводненности, степень минерализации пластовой воды участка «В» достигает 35453 мг / л, пластовая температура достигает 76 °С, которые затрудняют процесс добычи. Для того чтобы успешно принимать технологию полимерного геля на данной участке, в данной работе с помощью фильтрационных экспериментов были исследованы влияния проницаемости пласта и концентрации вытесняющего агента на фильтрационные характеристики полимерного геля в пластовых условиях нефтяного месторождения Туха.

Экспериментальные материалы. частично гидролизованного полиакриламид (также называется высокомолекулярный полимер), произведен Daqing Refining & Chemical Company, относительная молекулярная масса 1900×104, эффективное содержание 88%; Сшивающий агент представляется собой ацетат хром, и эффективное содержание Cr³⁺ составляет 1,52%. Экспериментальная вода является нагнетательной водой нефтяного месторождения Туха, массовые концентрации (K⁺⁺Na⁺), Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻, SO₄²⁻, CO₃²⁻ и HCO₃⁻ составляют 4342, 7935, 437, 20561, 1152, 1026 мг/л соответственно. Общая степень минерализации составляет 35453 мг/л. В нагнетательной воде содержит большое количество ионов кальция и магния, чтобы удалить ионов кальция и магния, определенное количество NaOH и Na₂CO₃ добавляются к нагнетательной воде с образованием осадок CaCO₃ и Mg(OH)₂, и после фильтрования осадок получит смягченную воду. В эксперименте были использованы искусственные керны, которые были изготовлены из кварцевых песков, цементированных эпоксидной смолой [6]. Проницаемость искусственных керн измерена газом. Керны с различной проницаемостью были изготовлены путем использования смесей кварцевого песка с различным размером зерна и содержанием эпоксидной смолы. Размер цилиндрических кернов составляли Ø 2,5 см × 10 см.

Характеристики потока раствора были испытаны с использованием устройства для фильтрационного эксперимента. Экспериментальная установка состояла из насоса, датчика давления, держателя керна, ручного насоса для создания горного давления, промежуточного контейнера и других деталей. За исключением насоса и ручного насоса, остальные детали были помещены в термостат с температурой 76 °С.

Метод синтеза полимерного геля. Определенное количество полимера постепенно при перемешивании добавляли в воду, затем перемешивать 4ч, чтобы полностью растворился полимер. Затем при перемешивании было добавлено определенное количество сшивающего агента. В данной работе соотношение содержания полимера к содержанию хрома w(Π/Cr³⁺) = 180:1. Затем свойство раствора были испытаны в экспериментах после выдерживания в течение 50 мин при температуре резервуара 76 °С. Результаты экспериментов представлены в таблице 1, таблица 2 и рисунок.

Таблица 1

Коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления (Kg=60×10⁻³мкм²)

Номер эксперимента	Концентрация (мг/л)	Вязкость (мПа·с)	Проницаемость Kg (10 ⁻³ μm ²)	Коэффициент сопротивления	Коэффициент остаточного сопротивления
1	400	4,1	32,0	230,5	187,3
2			66,0	107,7	96,2
3			84,0	144,4	115,6
4			116,6	179,2	125,0
5			238,0	162,5	108,8
6			484,0	115,0	72,5
7			1148,0	54,0	32,0

Из таблицы 1 и рисунка (а) видно, что проницаемость керна влияет на коэффициент сопротивления и остаточный коэффициент сопротивления. Когда проницаемость керна уменьшается, давление закачки, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления увеличиваются. Когда проницаемость ниже, чем 60×10^{-3} мкм², давление закачки, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления значительно возрастают, которое указывает на плохую совместимость между молекулярными агрегатами полимерного геля и порами породы, и даже вызывает блокировку. Таким образом, данный полимерный гель подходит для породы, у которых проницаемости не ниже 60×10^{-3} мкм².

Таблица 2

Коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления ($K_g=60 \times 10^{-3}$ мкм²)

Номер эксперимента	Концентрация (мг/л)	Вязкость (мПа·с)	Коэффициент сопротивления	Коэффициент остаточного сопротивления
1	200	2,7	76,9	44,2
2	400	4,1	107,7	96,2
3	600	5,4	217,2	193,2
4	800	6,1	305,0	266,5

Из таблицы 2 и рисунка видно, что концентрация полимерного геля влияет на коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления. При тех же условиях проницаемости керна коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления увеличиваются с увеличением концентрации полимерного геля. Когда концентрация полимерного геля превышает 400 мг/л, давление закачки, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления значительно увеличиваются, которое указывает на то, что молекулярные агрегаты полимерного геля и порами породы плохо совместимы. Поэтому рекомендуется, что концентрация полимерного геля на месторождения Туха не выше 400 мг / л.

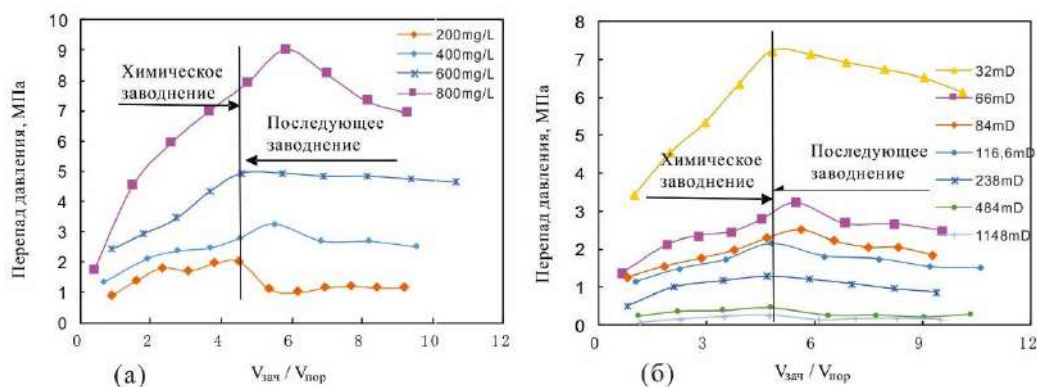


Рис. Зависимости перепад давления и относительного объема закачки жидкости $V_{зач}/V_{пор}$. (а) Влияние проницаемости пласта на фильтрационных характеристиках полимерного геля. (б) Влияние концентрации вытесняющего агента на фильтрационных характеристиках полимерного геля

Когда концентрация полимерного геля превышает 400 мг/л, давление закачки, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления значительно увеличиваются, которое указывает на то, что молекулярные агрегаты полимерного геля плохо совместимы с порами породы. Следовательно, концентрация полимера не должна превышать 400 мг/л. Когда проницаемость ниже 60×10^{-3} мкм², давление закачки полимерного геля, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления значительно возрастают, которое указывает на плохую совместимость между молекулярными агрегатами полимерного геля и порами породы, и даже вызывает блокировку. В связи с этим данный полимерный гель подходит для коллектора, у которого проницаемость не ниже 60×10^{-3} мкм².

Литература

1. Algharaib M., Alajmi A., Gharbi R. Improving polymer flood performance in high salinity reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 115. – P. 17–23.
2. Bai B., Zhou J., Yin M. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control // Petroleum exploration and development. – 2015. – V. 42. – № 4. – P. 481–487.
3. Chen H., Zhang S., Chu Y., Yang H., Liu F. Preparation and use of hydrophobically associating polymer gelling fluid for water injectivity profile modification in high temperature and high salinity reservoirs // Oilfield Chemistry. – 2004. – V. 21. – № 4. – P. 343–346.
4. Нажису, Ерофеев В.И., Исследование и применение технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 11(часть 2) – С. 420–424.
5. Wang J., Fu Z., Zhao Y., Zhuang T. Study on oil-displacing agent of anti-high temperature and high salinity polymer in Ecuador Oriente oil field // Oilfield Chemistry. – 2014. – V. 31. – № 1. – P. 82–85.
6. Lu X., Gao Z., Yan W. Experimental study of factors influencing permeability of artificial core // Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing. – 1994. – V. 13. – № 4. – P. 53–55.